**Вероятностный анализ безопасности для блока 3 Нововоронежской АЭС по проекту НОВИЗА**

В. Зарубаев, А. Розин, А. Бодров (НВАЭС)
Ю. Швыряев, Г. Токмачев, Е. Байкова, В. Морозов

## 1. Цели и объём

USDOE и Нововоронежская АЭС (НВАЭС) финансирует проект по углубленному анализу безопасности НВАЭС (NOVISA), который является частью Международной программы по ядерной безопасности ./1/. Общей целью проекта NOVISA является оценка текущего уровня безопасности НВАЭС с помощью выполнения углубленного анализа безопасности, Управление проектом и технические работы выполняются НВАЭС и поддерживающими её российскими институтами (Атомэнергопроект, ОКБ «Гидропресс», РНЦ Курчатовский институт). Управление проектом и техническая поддержка осуществляется US Argonne National Laboratory и DS & S. Проект NOVISA разделен на несколько отдельных зданий. В этом докладе кратко излагаются результаты вероятностных анализов безопасности (ВАБ) 1-го уровня, выполненного в составе проекта NOVISA. Разработка ВАБ была начата в октябре 1998 года.

Для обеспечения соответствия документации ВАБ принятым международным требованиям в составе проекта NOVISA были разработан комплекс процедурных руководств для разработки отдельных разделов ВАБ, включая руководство по обеспечению качества, Разработка этих руководств осуществлялась НВАЭС и поддерживающими ее организациями при технической поддержки DS &S. Независимая экспертиза руководств и разрабатываемых материалов по ВАБ осуществлялась институтом ИБРАЭ.

По отдельному заданию проводилась разработка анализов аварийных процессов, которые использовались для определения, критериев успеха и вида конечных состояний аварийных последовательностей.

В настоящее время разработка ВАБ по проекту NOVISA практически завершена и материалы передаются в ИБРАЭ для внешней экспертизы.

ВАБ 1-го уровня для блока 3 НВАЭС был разделён на семь отдельных задач :

1. Анализ отбора и группировки исходных событий (ИС). В результате выполнения этой задачи было отобрано для разработки ВАБ 27 групп внутренних ИС, которые могут возникнуть при работе реактора на мощности (Таблица 1)
2. Анализ критериев успеха. На основе имеющихся и специальных, выполненных по проекту NOVISA анализов аварийных процессов были определены критерии успеха в терминах минимальной конфигурации систем и действий персонала, необходимых и достаточных для выполнения отдельных функций безопасности, включённых в анализ.
3. Анализ аварийных последовательностей. Для каждой группы ИС были разработаны комплексы условных и трансферных деревьев событий (ДС), моделирующих возможные протекания аварий или аварийные последовательности (АП), каждая из которых может реализовываться в результате выполнения или невыполнения одной или нескольких отдельных функций безопасности. Для каждой АП были определён вид конечных состояний (без повреждения или с повреждением активной зоны) и причины их реализации. Разработка ДС основывалась на анализах критериев успеха.
4. Анализ систем. Для каждой системы были выполнены качественные анализы надежности(анализы видов и последствий отказов) и, разработаны деревья отказов и окончательные описания систем. В состав ВАБ, для проекта NOVISA было проанализировано 23 системы, включая систему дополнительной аварийной питательной воды, передвижную насосную остановку с дизельным приводом, мобильный дизель-генератор и новую аккумуляторную батарею, которые установлены на НВАЭС в соответствии с программой модернизации.
5. Анализ данных, Эта задача включает :
   - ⇒ Анализ данных по показателям надежности отдельных компонентов на основе сбора и обработки эксплуатационных данных по отказам и неготовностям компонентов в следствии проведения технического обслуживания для блоков 3 и 4 НВАЭС за последние 6 лет
   - ⇒ Сбор и анализ данных по частотам ИС на основе анализа истории эксплуатации блоков 3 и 4 НВАЭС с 1986 по1998 годы

6. Анализ надежности персонала. Эта задача включает определение, моделирование и количественную оценку вероятностей ошибочных действий персонала, рассматриваемых в ВАБ для блока 3 НВАЭС. Моделирование действий персонала основывалось на рассмотрении действующих на АЭС эксплуатационных инструкции и проведения бесед с оперативным и эксплуатационным персоналом. Для моделирования действий персонала и количественных оценок вероятностей ошибочных действий использовался метод дерева решений.
7. Количественная оценка аварийных последовательностей. Эта задача включала количественные оценки значений частот реализации аварийных последовательностей с повреждением активной зоны (ПАЗ), определение общей частоты ПАЗ, проведение анализов значимости, чувствительности и неопределенности. Количественные оценки выполнялись с применением компьютерного кода SAPHIRE 7.0.

Таблица 1 Перечень исходных событий по группам для блока 3 НВАЭС

| **Группа ИС** | **Описание** | **Предварительные ИС, учитываемые при классификации** |
|---|---|---|
| Аварии с течью теплоносителя через первый контур | | |
| RPVR | Разрыв корпуса реактора | 1.0 – Разрыв корпуса реактора |
| LL | Авария LOCA с большой течью теплоносителя (>100мм) | 2.0 – Авария LOCA с большой течью теплоносителя |
| ML1 | Авария LOCA со средней течью теплоносителя (32мм<D≤100мм) | 3.0 – Авария LOCA со средней течью теплоносителя<br>Богунице B1 – Авария LOCA – паровая утечка из компенсатора объема |
| ML2 | Авария LOCA со средней течью теплоносителя (20мм≤D≤32мм) | 3.0 – Авария LOCA со средней течью теплоносителя<br>Богунице B1 – Авария LOCA –паровая утечка из компенсатора объема |
| SL | Авария LOCA с малой течью теплоносителя (<20мм) | 4.1 – Авария LOCA с малой течью теплоносителя |
| IOPSV | Несанкционированное открытие предохранительного клапана компенсатора объема | 4.2 – Несанкционированное открытие предохранительного клапана компенсатора объема |
| CRTR | Разрыв трубы регулирующего стержня | 5.6 – Разрыв трубы регулирующего стержня |
| ILOCA1 | Межконтурная LOCA через контур охлаждения оборудования ГЦН | 5.5.a - Межконтурная LOCA через контур охлаждения компонентов ГЦН |
| ILOCA2 | Межконтурная LOCA через контур охлаждения оборудования приводов регулирующих стержней | 5.5.b - Межконтурная LOCA через контур охлаждения оборудования приводов регулирующих стержней |
| ILOCA3 | Межконтурная LOCA через систему подпитки первого контура и систему спецводоочистки | 5.5.c - Межконтурная LOCA через систему подпитки первого контура и систему спецводоочистки |
| SGTR | Разрыв трубки ПГ | 5.2 – Разрыв трубки ПГ или эквивалентная течь из коллектора ПГ |
| SGCR1 | Разрыв коллектора ПГ диаметром ≤100мм | 5.3 – Разрыв нескольких трубок ПГ или эквивалентная течь из коллектора ПГ<br>5.4a – Разрыв кожуха коллектора ПГ<br>5.4b – Разрыв коллектора ПГ диаметром ≤100мм |
| SGCR2 | Разрыв коллектора ПГ диаметром > 100мм | 5.4b – Разрыв коллектора ПГ диаметром > 100мм |
| Переходные процессы | | |

| Группа ИС | Описание | Предварительные ИС, учитываемые при классификации |
|---|---|---|
| GT | Общие переходные процессы | 6.2 – Одновременный останов 3 и более ГЦН<br>6.5 – Несанкционированное срабатывание спринклерной системы компенсатора объема<br>6.7 – Отказ нагревателей компенсатора объема<br>10.1 – Останов одной турбины<br>10.2 – Останов обеих турбин<br>11.6 – Отказ трансформатора собственных нужд<br>13.1 – Ошибочный останов реактора<br>13.2 – Аварийный останов реактора вручную (оператором)<br>12.2 – Отказ контура охлаждения оборудования ГЦН<br>14.1 – Самоход регулирующих стержней<br>14.2 – Самоход группы регулирующих стержней<br>FMEA – Потеря электроснабжения постоянным током цепей управляющего сигнала реле системы защиты реактора<br>FMEA – Потеря энергоснабжения переменным током КИП системы защиты реактора<br>FMEA – Потеря энергоснабжения постоянным током щита управления регулирующими стержнями<br>FMEA – Потеря энергоснабжения переменным током щита управления регулирующими стержнями |
| LMFW | Отказ системы основной питательной воды | 7.2 – Отказ всех основных питательных насосов |
| FWDLB | Разрыв линии напора питательной воды, изолированной вне герметичной зоны | 7.3.a – Разрыв линии напора питательной воды, изолированной вне герметичной зоны |
| FWSLB | Разрыв всасывающего трубопровода питательной воды | 7.3.b - Разрыв всасывающего трубопровода питательной воды |
| NILSG | Течи трубопроводов 2-го контура в неотсекаемой от парогенератора части | 7.4a – Разрыв напорного трубопровода питательной воды внутри защитной оболочки<br>7.4b – Разрыв напорного трубопровода питательной воды, не отключаемого вне защитной оболочки<br>9.3 – Разрыв паропровода внутри защитной оболочки<br>9.4 – Разрыв неотключаемого паропровода вне защитной оболочки |
| IOSGSV | Непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ | 9.1 - Непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ |
| SHB | Разрыв главного парового коллектора половинным сечением | 9.5 – Разрыв главного парового коллектора |
| IOSDA | Непредусмотренное открытие БРУ-А | 9.2 – Непредусмотренное открытие БРУ-А |
| EFW | Избыточная подача питательной воды | 7.7 – Избыточная подача питательной воды |
| LHR | Потеря теплоотвода через конденсаторы турбины | 7.9 – Отказ нескольких конденсатных насосов<br>7.10 - Срыв вакуума в конденсаторе, в том числе разрыв большого сечения в системе конденсата |
| ICMSIV | Несанкционированное закрытие главной паровой задвижки | 8.1 - Несанкционированное закрытие главной паровой задвижке |
| LCW | Отказ системы циркуляционной воды | 7.11 – Потеря циркуляционной воды |
| LSW | Отказ системы подачи технической воды | 12.1 – Отказ системы подачи технической воды |
| LOOP | Потеря питания собственных нужд | 11.2. – Обесточивание всех шин 6 кВ |

## 2. Результаты и рекомендации

В таблице 2 и на рисунках 1 и 2 представлены результаты количественных оценок вкладов в значение суммарной частоты повреждения активной зоны от отдельных групп внутренних исходных событий, которые могут возникать при работе реактора на мощности.
В таблице 3 представлены результаты анализов чувствительности по отношению к ряду факторов, могущих оказывать влияние на снижение или увеличение частоты ПАЗ.

Таблица 2 Частота повреждения активной зоны для исходных событий

| Код исходного события | Частота исходного события, 1/год | Частота повреждения активной зоны, 1/год | Вклад в CDF |
|---|---|---|---|
| **Исходные события с течью первого контура** | **2,27E-02** | **9,55E-05** | **88,64%** |
| **ML** | **8.3E-04** | **4,16E-05** | **38,60%** |
| **IOPSV** | **3.3E-03** | **1,64E-05** | **15,25%** |
| **SGCR2** | **1.0E-05** | **1.0E-05** | **9,28%** |
| SGTR | **3.4E-03** | **9,05E-06** | **8,40%** |
| **SL** | **1.2E-02** | **5,98E-06** | **5,55%** |
| **SGCR1** | **1.7E-03** | **4,67E-06** | **4,33%** |
| **CRTR** | **8.3E-04** | **4,10E-06** | **3,81%** |
| **ILOCA2** | **5.8E-04** | **1,66E-06** | **1,54%** |
| LL | 1.0E-06 | 1.0E-06 | 0,93% |
| RPVR | 1.0E-06 | 1.0E-06 | 0,93% |
| ILOCA1 | 2.8E-06 | 1,89E-08 | 0,02% |
| ILOCA3 | 2.9E-07 | 6,16E-09 | 0,01% |
| **Переходные процессы** | **7,80E-01** | **1,21E-05** | **11,20%** |
| **NILSG** | **2.1E-03** | **3,01E-06** | **2,79%** |
| **LOOP** | **5.1E-02** | **2,30E-06** | **2,13%** |
| **GT** | **2.6E-01** | **2,09E-06** | **1,94%** |
| **MSH1,2** | **4.4E-04** | **1,77E-06** | **1,64%** |
| **LCW** | **2.6E-02** | **1,22E-06** | **1,13%** |
| LOOP3&4 | 1.2E-03 | 6,25E-07 | 0,58% |
| IOSGSV | 3.6E-01 | 5,18E-07 | 0,48% |
| LMFW | 5.1E-02 | 4,43E-07 | 0,41% |
| FWSLB | 7.1E-04 | 5,37E-08 | 0,05% |
| IOSDA1,2 | 1.3E-02 | 2,08E-08 | 0,02% |
| NFWT | 1.1E-03 | 9,26E-09 | 0,01% |
| FWDLB | 1.1E-04 | 8,75E-09 | 0,01% |
| LSW | 2.7E-05 | 1,82E-09 | 0,0% |
| **Частота ПАЗ** | | **1,08E-4** | **100%** |

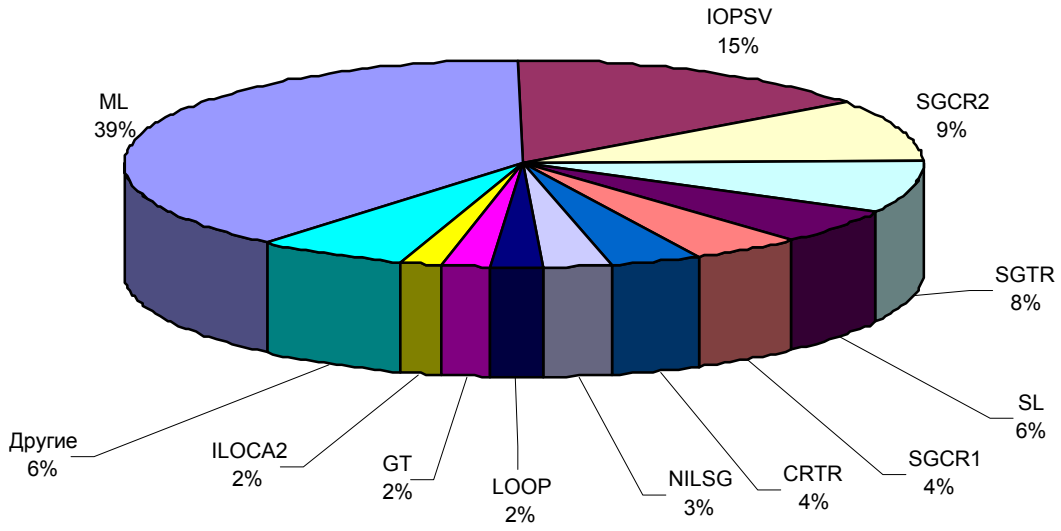


Рисунок 1 Распределение частоты ПАЗ по ИС

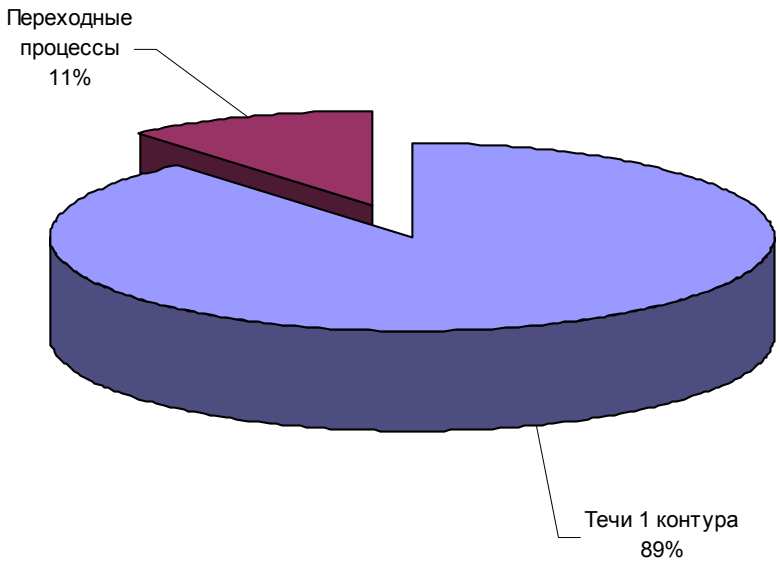


Рисунок 2 Распределение частоты ПАЗ по классам ИС

Таблица 3. Результаты анализа чувствительности

| № | Описание | Description | Частота ПАЗ/ CDF |
|---|---|---|---|
| 1 | Предполагаются более консервативные оценки вероятностей ошибок персонала (увеличение в 10 раз оценок для отдельных ошибок, включая пересчитанные значения для зависимых ошибок) | If operator failure actions are reset to more conservative values (10 higher for individual operator actions, including recalculation of dependencies) | 3.58E-4 |
| 2 | Предполагается зависимый отказ систем аварийной и основной питательной воды и изолирующей арматуры на паропроводах из-за воздействия окружающей среды при разрывах 2-го контура | If assumed High Energy Line Break environment impact on availability of main Steam Line isolation Valves and MFWS&EFWS | 3.19e-3 |
| 3 | Предполагается неотключаемое короткое замыкание, начинающееся на секции КРУ-6-9-А1 и распространяющееся на секции КРУ-6-9-А2 и КРУ-6-9-Б (т.е. не предполагается восстановление секций) | If assumed “escalated” short circuit on 6kV bus started on KRU-6-9-A1 and propagated to KRU-6-9-A2 and KRU-6-9-B (no recovery of the impacted buses assumed). | 8.17E-6 |
| 4 | Предполагается отказ дизельгенераторов. | If assumed DGs unavailable. | 2.38E-3 |
| 5 | Предполагается неизолируемая малая течь. | If Small LOCA located on non-isolable part. | 1.5E-4 |
| 6 | Предполагается более консервативная оценка отказов электрических секций (в 100 раз) для аварий, быстро приводящих к повреждению активной зоны (разрывы первого контура) | If failure rate of electrical buses increased by factor of 100 for accident that result quickly in CDF (Primary Breaks) | 1.18E-4 |
| 7 | Предполагается, что подпитка деаэраторов не требуется при выполнении функции отвода тепла по замкнутому второму контуру. | If assumed that FW tank make-up is not necessary for secondary heat removal via closed circuit | 1.06E-4 |
| 8 | Предполагается более оптимистические оценки параметров отказов по общим причинам обратных клапанов на открытие, т.е. уменьшенные в 3 раза | If assumed reduction of CCF parameters for check valve failures to open by factor of 3 | 9.4E-5 |
| 9 | Предполагается периодическая проверка на открытие задвижек с электроприводом на напоре насосов АПН 1 раз в месяц вместо 1 раза в год. | Assumed test interval for EMS motor operated valves on pump discharge 1 month instead of 1 year. | 9.69E-5 |
| 10 | Предполагается заменить ручную арматуру 3Р-9/1…6, 3Р-11/1…6 задвижками с электроприводом и установить автоматический сигнал на их закрытие, который формируется вместе с сигналом на запуск АПН при течах первого контура. | Assumed replacement of Letdown/Make-up isolation valves 3R-9/1…6, 3R-11/1…6 manual valves with MOVs. Assumed automatic isolation signal when EMS startup signal is generated during LOCA conditions. | 8.62E-5 |
| 11 | Предполагается увеличение мощности спринклерных теплообменников. Предполагается, что в этом случае для средних течей 1 контура достаточна работа одного теплообменника (в основном проекте – требуется 2 теплообменника), что предотвратит перегрев бака аварийного запаса раствора бора. | Assumed increase of SS heat exchanger capacity at SS pump discharge. It’s assumed that for medium LOCAs 1 out 2 heat exchangers available is going to meet success (base case assumes 2 out 2 heat exchangers are needed). It’s assumed heat exchanger capacity is adequate to prohibit sump heating up. | 7.30E-5 |
| 12 | Предполагается введение автоматического сигнала на открытие задвижек на линии техводы, обеспечивающей работу спринклерных теплообменников. | Instead of manual action – assumed automatic signal to open SW valves to cool SS heat exchangers by service water. | 1.03E-4 |
| 13 | Предполагается внедрение всех мероприятий, перечисленных выше в строках 9-12 | Assumed all safety upgrading measures listed above in rows 9-12 | 4.27E-5 |
| 14 | Предполагается внедрение всех мероприятий, перечисленных выше в строках 9-12 и более оптимистические оценки параметров отказов по общим причинам обратных клапанов на открытие (см. строку 8) | Assumed all safety upgrading measures listed above in rows 9-12 plus reduction of CCF parameters for check valve (see raw 8) | 3.67E-5 |

На основе представленных в таблицах 2 и 3 и на рисунках 1 и 2 результатов были сделаны следующие выводы и рекомендации.

1) Приведенные в таблице 2 результаты получены без учета уже внедренного на блоке 3 НВ АЭС периодического опробования арматуры с электроприводом, установленной на трубопроводах системы аварийной подпитки (АПН). Поэтому текущее состояние блока наиболее точно отражают результаты оценки значений частоты ПАЗ для варианта 9 таблицы 3, который учитывает периодическое опробование этой арматуры. Значение частоты ПАЗ для этого варианта, который рассматривается в качестве основного для оценки текущего уровня безопасности блока 3 НВ АЭС, составляет величину 9.7E-5 $^{1}$/год, что удовлетворяет целевому показателю по значению частоты ПАЗ, приведенному в INSAG-3 (1.0E-4 1/год).

   На основании полученного значения суммарной частоты ПАЗ по всем АП для 3-го энергоблока НВ АЭС, можно сделать вывод о том, что энергоблок 3 характеризуется приемлемым уровнем безопасности с точки зрения вероятностных критериев или критериев риска.

2) Приведенные в таблице 2 результаты оценки значений частоты повреждения активной зоны (ПАЗ) – 1.08E-4 1/год, полученные с применением точечных оценок средних значений показателей надежности элементов и вероятностей ошибочных действий персонала, хорошо совпадают с оценками средних значений частоты ПАЗ – 1.18E-4 1/год, полученных из анализа неопределенностей (таблица 3)

3) Уже реализованные на блоке 3 НВАЭС мероприятия по программе модернизации такие, как установка дополнительной системы аварийной подпитки парогенераторов (ПГ), передвижная насосная установка для подачи воды в ПГ, мобильный дизель-генератор позволил снизить вклад в частоту ПАЗ от невыполнения функции отвода тепла через второй контур до минимального уровня. Следует отметить, что до внедрения этих мероприятий невыполнение этой функции было одним из доминантных вкладчиков в частоту ПАЗ.

4) Основным вкладчиком в частоту ПАЗ являются исходные события с течами из 1-го контура, что объясняется следующими причинами:

   – Мощность теплообменников спринклерной системы недостаточна для ограничения роста температуры воды в баке Б-8/3 при средних течах выше $75^{0}$C, которая является предельно допустимой температурой для работы насосов АПН и спринклерной системы, т.е. повышение температуры воды в баке Б-8/3 выше $75^{0}$ C приведет к отказу системы аварийной подпитки 1-го контура и спринклерной системы.

     Это означает, что для того, чтобы системы АПН и спринклерная система могли выполнять заданные функции при увеличении размера проектных течей из 1-го контура до Ду 100 мм, необходимо увеличить мощность теплообменников спринклерной системы и выполнить соответствующие обосновывающие теплогидравлические расчёты.

     Внедрение этого мероприятия обеспечит снижение частоты ПАЗ до 7.3E-5 1/год (П. 11 таблицы 3).

     Для предотвращения повреждений активной зоны при средних течах из 1-го контура необходимо закрыть задвижки с ручным приводом 3Р-9/1÷6 и 3Р-11/1÷6, для чего требуются соответствующие действия персонала. Эта мера позволяет также снизить вклад в частоту ПАЗ от малых течей, течей из 1-го контура во 2-ой контур и межконтурных течей.

     Для повышения эффективности изоляции течей из 1-го контура рекомендуется заменить задвижки с ручным приводом 3Р-9/1÷6 , 3Р-11/1÷6, 3Y-8/1,2, 3Y-60 на задвижки с электроприводом и ввести автоматический сигнал на их закрытие при течах из 1-го контура.
     Внедрение этой меры позволит снизить частоту ПАЗ до значения 8.6E-5 1/год (П. 16 таблицы 3).

   – Ещё одним существенным вкладчиком в частоту ПАЗ являются отказы по общей причине обратных клапанов на напорных трубопроводах системы АПН.

Это объясняется возможным консерватизмом в данных по параметрам отказов по общей причине. Снижение этого консерватизма приведет к снижению частоты ПАЗ до значений 9.4E-5 1/год (П. 8 таблицы 3).

5) Реализация всех перечисленных в П.3 рекомендаций обеспечит снижение частот ПАЗ до значений 3.7E-5 1/год.

6) Вклад от ошибочных действий персонала в суммарное значение частоты ПАЗ составляет примерно 8.5%. Такой относительно небольшой, по сравнению с другими АЭС, вклад в частоту ПАЗ объясняется тем, что, во-первых, персонал действует на основе внедренных на НВАЭС симптомно-ориентированных инструкций и, во-вторых, тем, что для выполнения большинства действий персонал располагает достаточно большим (больше 0.5 часа) запасом по времени.

7) При дальнейшем снижении суммарной частоты ПАЗ, что может быть достигнуто при реализации изложенных выше рекомендаций, в качестве доминантных вкладчиков могут быть запроектные аварии с крупными разрывами трубопроводов 1-го контура или коллекторов парогенераторов. Поэтому в программу работ по анализу и обоснованию безопасности необходимо включить работы по определению частот крупных разрывов трубопроводов на основе применения вероятностно-прочностных моделей. При разработке таких моделей должна приниматься во внимание концепция течи перед разрывом.

8) Кроме перечисленных выше, рекомендуются следующие дополнительные меры:

   - Предусмотреть автоматическое введение в действие системы аварийной подачи питательной воды в ПГ.
   - Выполнить анализ влияния эффектов запаривания и затопления помещений машзала на работоспособность оборудования, важного для безопасности
   - Выполнить вероятностные анализы пожара.